

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» (Основные процессы химических производств и химическая кибернетика)  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Исследование процесса каплеобразования при разрушении водонефтяных эмульсий</b> <b>УДК 665.622.4:532.529.6</b>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Стасенко Марина Николаевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
P4	Проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» (Основные процессы химических производств и химическая кибернетика)  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)                      \_\_\_\_\_ (Дата)                      Юрьев Е.М.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
----------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2К4А	Стасенко Марина Николаевна

Тема работы:

<b>Исследование процесса каплеобразования при разрушении водонефтяных эмульсий</b>	
Утверждена приказом директора	№1489/с от 05.03.2018
(дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	8.06.2018
--	-----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Физико-химические свойства нефти; производительность установки промышленной подготовки нефти, диаметры подводных трубопроводов.</i>
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор: Теоретические основы образования и разрушения водонефтяных эмульсий. Технология процессов обезвоживания и обессоливания нефти. Методики расчета межфазного натяжения с учетом деэмульгатора.</li> <li>2. Объекты и методы исследования; Водонефтяная эмульсия, математическое моделирование.</li> <li>3. Расчеты и аналитика; <ol style="list-style-type: none"> <li>3.1 Описание математической модели;</li> <li>3.2 Методики расчета межфазного натяжения с учетом деэмульгатора;</li> <li>3.3 Корректировка модели и программы расчета</li> <li>3.4 Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования и анализ результатов;</li> </ol> </li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>5. Социальная ответственность;</li> </ol> <p>Заключение.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Доцент, к.э.н, Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Ассистент, Немцова Ольга Александровна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2018
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		12.03. 2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Стасенко Марина Николаевна		12.03. 2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-**  
**РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2К4А	Стасенко Марине Николаевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Химическая инженерия</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Энерго- и ресурсосберегающие процессы химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет затрат научно-исследовательского проекта составил 2274638902,38 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Учтены отчисления во внебюджетные фонды</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение предпроектного анализа. Выполнение SWOT-анализа.</i>
2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Разработан календарный план проекта. Определён бюджет НТИ</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Спроектирована конкурентоспособная разработка, отвечающая требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>График проведения НТИ</i>	

<i>4. Определение бюджета НТИ</i>	
<i>5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	6.02.2018

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Стасенко Марина Николаевна		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К4А	Стасенко Марине Николаевне

Школа	ИШПР	Отделение	Химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, биотехнологии и нефтехимии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><b>Объект исследования</b> – технология обезвреживания и обессоливания нефти.</p> <p><b>Область применения</b> – нефтеперерабатывающая промышленность;</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое</li> </ul>	<p>1.1 Нефть относится к 3 классу опасности;</p> <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума СанПиН 2.2.4.3359-16;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны ГОСТ Р 55710-2013;</li> <li>– Загазованность рабочей зоны ГОСТ 31378-2009.</li> </ul> <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Электрический ток ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ;</li> <li>– Избыточное давление ПБ 10-115-96;</li> <li>– Опасность термических ожогов РД 153-34.0-03.702-99;</li> <li>– Пожаровзрывоопасность ССБТ;</li> <li>– Расположение рабочего места на высоте ПОТ РМ 012-2000.</li> </ul>

<p>электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <p>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>	
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>– защита селитебной зоны</p> <p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p><i>Промышленный объект четвертого класса – 100 м.</i></p> <p><i>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</i></p> <p><input type="checkbox"/> Диоксид азота;</p> <p><input type="checkbox"/> Углерод черный (сажа); <input type="checkbox"/> Оксид углерода;</p> <p><input type="checkbox"/> Метан;</p> <p><input type="checkbox"/> Бензапирен.</p> <p><i>Для защиты гидросферы предусмотрено:</i> <input type="checkbox"/> Обвалование площадок;</p> <p><input type="checkbox"/> Дренажные емкости для сбора разливов нефтепродуктов;</p> <p><input type="checkbox"/> Сточные воды проходят механическую очистку.</p> <p><i>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</i></p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>– выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p><i>Перечень возможных ЧС:</i></p> <p>– Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода</p> <p>– Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;</p> <p>– Сбой системы электроснабжения;</p> <p>– Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде;</p> <p>– Унос нефти на УОГ;</p> <p>– Повышенная вибрация насоса;</p> <p>– Давление на приеме насоса ниже нормы.</p> <p><i>При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь.</i></p> <p><i>Прекращение подачи сырья; Отсечь аварийный участок; Переключение на резервную линию;</i></p> <p><i>Отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой</p>	<p>– сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов;</p> <p>– ежегодный дополнительный</p>



рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; <input type="checkbox"/> организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<i>оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней; – повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада).</i>
---	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2К4А	Стасенко Марина Николаевна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93стр., 12рис., 32 табл., 32 источника.,1 приложение.

Ключевые слова: каплеобразование, деэмульгатор, поверхностное натяжение, диаметр капли, водонефтяная эмульсия.

Объектом исследования в работе являются процесс каплеобразования при разрушении водонефтяной эмульсии и реагенты-деэмульгаторы, необходимые для ее разрушения. Метод исследования – математическое моделирование.

Цель работы – исследование процесса каплеобразования с учетом влияния деэмульгатора при разрушении водонефтяных эмульсий

Задачи:

- поиск и анализ экспериментальных данных о влиянии химического реагента на межфазное натяжение;
- разработка функциональных зависимостей влияния деэмульгатора;
- выполнение исследования влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти

В процессе исследования проводились поиск и обработка экспериментальных данных влияния расхода деэмульгатора на поверхностное натяжение и исследования с применением математического моделирования.

Экспериментальные данные были обработаны в программе Excel. Получены теоретические зависимости влияния концентрации химического реагента на межфазное натяжение, рассчитаны показатели процесса каплеобразования: диаметр капли, поверхностное натяжение и длина трубопровода.

Область применения: результаты исследований могут быть использованы в практике работ установок промышленной подготовки нефти, а также в учебном процессе, например, при проведении лабораторных работ.

Экономическая эффективность/значимость работы: анализ перспективности проведения научных исследований показал, что работа считается значимой с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	15
1.1 Теоретические основы образования и разрушения водонефтяных эмульсий .....	15
1.1.1 Образование водонефтяных эмульсий .....	15
1.1.2 Методы разрушения водонефтяных эмульсий .....	16
1.2 Технология процессов обезвоживания и обессоливания нефти .....	25
1.3 Влияние деэмульгатора на поверхностное натяжение на границе нефть-вода .....	30
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	32
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	33
3.1. Описание математической модели .....	33
3.2 Разработка функциональных зависимостей межфазного натяжения от концентрации химического реагента .....	34
3.3 Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования .....	38
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	42
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	42
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	42
4.1.2 Анализ конкурентных решений .....	43
4.1.3 Технология QuaD .....	45
4.1.4 SWOT-анализ .....	47
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	53
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	53
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	54
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	55
4.3 Бюджет научно-технического исследования .....	60
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ .....	60

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	61
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	62
4.3.4Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	63
4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....	64
4.3.6 Накладные расходы.....	64
4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	65
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
5.1 Производственная безопасность.....	69
5.1.1 Анализ вредных факторов.....	70
5.1.1.1 Загазованность рабочей зоны.....	70
5.1.1.2 Недостаточное производственное освещение.....	71
5.1.1.3 Повышенный уровень шума на производстве .....	72
5.1.2 Анализ опасных факторов.....	73
5.1.2.1 Электробезопасность .....	73
5.1.2.2 Пожарная безопасность .....	74
5.1.2.3 Пожарно-профилактические мероприятия.....	75
5.1.2.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей.....	76
5.1.2.5 Расположение рабочего места на высоте.....	76
5.1.2.6 Сосуды, работающие под давлением .....	77
5.2 Экологическая безопасность.....	78
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов.

Одним из важных технологических процессов в нефтедобыче является промысловая подготовка нефти, в которой основную задачу составляет обезвоживание водонефтяной эмульсии.

Современные методы эксплуатации нефтяных месторождений с закачкой в пласт воды для поддержания внутрипластового давления приводят к значительному обводнению добываемых из скважин нефтей. Смешивание нефти и сопутствующих ей пластовых вод способствует образованию устойчивых нефтяных эмульсий обратного типа с высоким содержанием солей [1].

Более того, формирование водонефтяных эмульсий является основной причиной больших потерь нефти, увеличения стоимости ее транспортировки и подготовки к переработке. Содержащиеся в диспергированной воде соли вызывают сильную коррозию технологической аппаратуры и значительно ухудшают качество нефтепродуктов. Вот почему проблема глубокого обессоливания и обезвоживания нефти на промыслах всегда считалась одной из важных в нефтяной отрасли.

Одним из эффективных методов разрушения водонефтяных эмульсий является химический метод с использованием реагентов-деэмульгаторов. В связи с этим подбор наиболее эффективных деэмульгаторов с целью совершенствования процессов обезвоживания и обессоливания нефтей, является актуальной задачей, решение которой позволит извлечь дополнительное количество нефтяной продукции из скважины.

Процесс обезвоживания включает стадии каплеобразования и отстаивания. Чем эффективнее прошел процесс каплеобразования, тем эффективнее

будет разделение эмульсии на нефть и воду. Поэтому важно знать, способы интенсификации этого процесса, и эффективность влияния различных технологических параметров на процессы каплеобразования.

Таким образом, на современном этапе в нефтяной промышленности с учетом увеличивающегося объема добычи нефти с высоким содержанием воды, ужесточения требований к качеству нефти, проблема интенсификации процесса деэмульсации нефти становится еще более значимой и для решения этой проблемы имеется необходимость разработки эффективных способов, позволяющих значительно улучшить процессы деэмульсации нефти.

## **1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР**

### **1.1 Теоретические основы образования и разрушения водонефтяных эмульсий**

#### **1.1.1 Образование водонефтяных эмульсий**

Эмульсия – это дисперсная система, которая образованна взаимно нерастворимыми жидкостями и является грубодисперсной системой с частицами, размеры которых примерно от 10-1 мкм и выше, которые можно увидеть при помощи оптического микроскопа [2].

Такие системы широко распространены в природе и технике; примерами могут млечный сок растений, служить молоко, битумы, пластичные смазки, охлаждающие жидкости, водонефтяные эмульсии и многие другие вещества. Эмульсии возникают вследствие 2-ух конкурирующих процессов: разделения и коалесценции (укрупнения) капель дисперсной фазы.

Эмульсия способна становиться либо более мелкодисперсной, либо будет увеличена в зависимости от скорости процесса. Когда скорости дробления и слияния капель равны, эмульсия будет находиться в состоянии динамического равновесия. По природе эмульсии являются термодинамически неустойчивыми системами. Это может быть причиной того, что в состоянии покоя капли сливаются и эмульсия постепенно расслаивается.

Эмульсия становится менее устойчивой при увеличении скорости процесса. Так же стабильность эмульсий существенно зависит от присутствия в них эмульгаторов. На границе раздела фаз происходит адсорбция этих веществ, происходит снижение межфазного натяжения, в следствии которого уменьшается суммарная свободная энергия системы и повышается ее устойчивость.

В настоящее время известны десятки подобных веществ, которые содержатся в нефтях. Значительная часть относится к классу поверхностноактивных веществ (ПАВ). К нему, как правило, относятся все вещества, обладающие способностью уменьшать межфазное натяжение, в молекулярном строении которых присутствуют элементы, обладающие гидрофильными и

гидрофобными свойствами. Различные органические кислоты, нафтенны, смолы и др. являются подобными компонентами нефти.

При образовании и стабилизации водонефтяных эмульсий кроме поверхностно-активных веществ, неотъемлемую часть составляют тонкодисперсные нерастворимые порошки, которые находятся в нефти в коллоидном состоянии: микрокристаллы парафина, асфальтены, и различного рода механические примеси. Данные вещества способны образовывать на каплях эмульсии оболочки с хорошей механической прочностью, которые препятствуют их коалесценции.

### **1.1.2 Методы разрушения водонефтяных эмульсий**

К УПН (установка подготовки нефти) эмульсию необходимо подготовить к расслоению, т.е. она должна быть агрегативно неустойчивой.

Условно можно выделить 5 способов разрушения нефтяных эмульсий [3]:

- химический;
- электрический;
- механический;
- термический;
- термохимический.

Любой из этих методов способен привести к слиянию, а так же к увеличению капель воды, это способствует наиболее активной потере агрегативной устойчивости и расслоению эмульсии.

Выбор метода зависит от типа нефтяной эмульсии и ее стойкости.

*Химический способ.*

Наиболее эффективным методом разрушения водонефтяных эмульсий является использование реагентов-деэмульгаторов.

Устойчивость нефтяных эмульсий определяется образованием адсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью из высокомолекуляр-



ных ПАВ на поверхности капель дисперсной фазы, которые присутствуют в нефти и воде – природных эмульгаторов.

Чтобы разрушить водонефтяную эмульсию необходимо разрушение структурно-механического барьера на поверхности капель. Этот барьер разрушить можно при введении в систему большего количества поверхностно-активных веществ, чем природных эмульгаторов. Эти вещества называют реагентами-деэмульгаторами. Таким образом, деэмульгатор также является ПАВ. Он концентрируется на поверхности раздела фаз и вызывает снижение поверхностного натяжения. Поверхностная активность химического реагента должна быть выше активности природных эмульгаторов.

Существуют неионогенные и ионогенные деэмульгаторы (ДЭ) [4].

Ионогенные деэмульгаторы в растворах диссоциируют на ионы, один ион поверхностно-активен, а другой – нет. Знак заряда иона делит ПАВ на анионные, катионные и амфотерные. Одними из первых деэмульгаторов считаются соли карбоновых кислот, позже – сульфопроизводные: НЧК – нейтрализованный черный контакт.

Неионогенные – это молекулы ПАВ, не диссоциировавшие в растворе, а так же имеющие способность сохранять электрическую нейтральность. Их получение происходит следующим образом: окись этилена  $\text{CH}_2\text{OCH}_2$  присоединяется к органическим веществам, имеющих подвижные атомы водорода: спирты, кислоты, фенолы и др.

Механизм действия деэмульгатора:

Молекулы деэмульгаторов изменяют смачиваемость капли эмульсии, и адсорбируются на грубодисперсных или коллоидных частицах природных эмульгаторов, это переводит частицы с поверхности границы раздела в объем нефтяной или водной фазы, занимая их место на поверхности границе раздела фаз. При этом происходит снижение поверхностного натяжения. Адсорбционные слои, которые образуются из молекул деэмульгатора, практически не имеют заметных структурно-механических свойств, это способст-

вует быстрому протеканию коалесценции капель воды при их столкновениях друг с другом.

Следовательно, процесс разрушения водонефтяной эмульсии в присутствии деэмульгатора зависит от:

- коллоидно-химических свойств, типа, и удельного расхода используемого деэмульгатора;
- свойств защитных оболочек природных эмульгаторов нефтяных эмульсий и компонентного состава;
- интенсивности, температуры и времени перемешивания нефтяных эмульсий с реагентом и т.д.

Критерии для выбора деэмульгатора:

Наилучшим для определенной нефтяной эмульсии является деэмульгатор, обеспечивающий максимальную глубину обезвоживания и обессоливания нефти, при минимальной температуре обработки и расходе.

Производственными показателями эффективности деэмульгатора являются:

- расход;
- качество подготовленной нефти (содержание в ней остаточных хлористых солей, воды и механических примесей);
- продолжительность отстоя нефти и минимальная температура;
- качество деэмульгированной воды (т.е. содержание в ней нефти).

Деэмульгатор не всегда способствует повышению скорости коррозии внутренней поверхности труб, т.е. он должен обладать определенными ингибирующими свойствами или сочетаться с добавками соответствующих ингибиторов коррозии.

Существует единственный способ определения оптимального деэмульгатора – это экспериментальная проверка деэмульгирующей способности на модельной эмульсии.

Сравнение деэмульгаторов [6]:

Ионогенные:

1) в процессе взаимодействия с пластовой водой могут образовывать вещества, которые в дальнейшем выпадают в осадок ( $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  и др.);

2) являются эмульгаторами эмульсий, относящиеся к типу Н/В, что может вести к повышенному содержанию нефти в отделенной воде;

3) большой удельный расход.

Следовательно, деэмульгаторы данного типа в настоящее время почти не используются.

Неионогенные:

1) отсутствует взаимодействие с растворенными солями в пластовой воде и не образуются твердые осадки;

2) удельный расход мал;

3) применяются только для разрушения эмульсий, относящихся к типу В/Н, и при этом не образуются эмульсии типа Н/В;

4) стоимость выше стоимости ионогенных деэмульгаторов, однако расход меньше в сотни раз;

5) имеют хорошие моющие свойства и могут смывать нефтяные пленки со стенок труб и оборудования, а так же обнажать поверхность металла, которая интенсивно корродируется под действием пластовой воды.

Адсорбция молекул реагента деэмульгатора, протекающая на поверхности капель, способствует снижению межфазного натяжения на границе раздела нефть-вода, поэтому необходимо дополнительное воздействие на капли, которое обеспечит их столкновение. Таким воздействием могут служить: подогрев эмульсии и электрическое поле, а также энергия турбулентного потока.

*Электрический способ.*

Эмульсия – это масса, состоящая из мельчайших частиц воды, которые диспергировали в нефти. Под действием электрического поля происходит поляризация капель воды, молекулы которой вытягиваются вдоль силовых

линий поля и имеют направленное движение. При переменном электрическом поле происходит постоянное изменение направления движения капель, так же они подвержены деформации – т.к. их полярность, направление движения и форма капель будет постоянно меняться. При столкновении этих диполей происходит разрыв оболочки и сливание, укрупнение и оседание частиц под действием сил тяжести.

Под влиянием действия сил электрического поля капли сближаются на расстояние, при котором начинается действие межмолекулярных сил притяжения.

Таким образом, происходит процесс коалесценции капель, т.к. под влиянием действия сил притяжения адсорбционные оболочки, выполняющие защитную функцию капель воды, сдавливаются и разрушаются. Мелко диспергированные капли быстро увеличиваются до размеров 150-200 мкм и могут оседать под действием силы тяжести [6]. Сопротивление коалесценции, обусловленное бронирующими оболочками на каплях воды, можно преодолеть с помощью действия электрического поля.

Факторы, которые влияют на отстаивание в электрическом поле:

При необходимости разделить две фазы можно использовать электрическое поле, одна из фаз – дисперсионная среда – не проводящая электрический ток, а другая – дисперсная фаза – имеет электропроводную способность, т.е. оно применимо только к эмульсиям типа В/Н.

1. При повышении температуры: (согласно формуле Стокса)

- снижение вязкости дисперсионной среды, обеспечивающее облегчение осаждения частиц дисперсной фазы;
- снижение устойчивости водонефтяных эмульсий;
- увеличение разности плотностей частиц и среды.

Но электропроводность среды увеличивается при повышении температуры, это приводит к нарушению электрического режима в аппарате, а также к увеличению давления насыщенных паров. Следовательно, данный процесс необходимо проводить в аппаратах, способных выдержать повышенное давление.

2. Напряженность электрического поля – это отношение напряжения на электродах к расстоянию между ними, т.е. градиент поля, В/см (один из наиболее важных факторов).

Для глубокого обессоливания средних и тяжелых нефтей применяют электродегидраторы (ЭДГ). Устанавливаются ЭДГ после блочных печей нагрева или других нагревателей, а так же после отстойников.

В электродегидраторах электроды подвешивают горизонтально друг над другом, они имеют форму прямоугольных рам и занимают все сечение. Расстояние между электродами равно 25-40 см, питание подается от двух трансформаторов с мощностью по 50 кВт каждый[6].

Подача сырья в ЭДГ осуществляется снизу – через раздаточный коллектор с ответвлениями, который обеспечивает равномерное поступление эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата под водяную подушку.

В электродегидраторе эмульсия проходит три этапа обработки.

В первой зоне эмульсия проходит через слой отстоявшейся воды, ее уровень поддерживается автоматически на 20-30 см выше раздаточного коллектора.

В этой зоне проходит водная промывка эмульсии, в последствии которой теряется основная масса пластовой воды. Обезвоженная эмульсия, вертикально перемещаясь с низкой скоростью, последовательно подвергается обработке, в первую очередь в зоне слабой напряженности электрического поля (вторая зона), между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом, а затем в зоне с сильной напряженностью, между обоими электродами.

Электродегидраторы, которые имеют три электрода, применяют для разрушения эмульсий и обессоливания нефтей, в которых содержится парафин. В этих аппаратах эмульсия вводится через распределительные головки, которые размещены между нижним и средним электродами.

### *Механический способ.*

Механическим методы разрушения эмульсии включают такие процессы: отстаивание, центрифугирование и фильтрование.

#### *Отстаивание.*

Этот способ применим для свежих нестойких эмульсий, имеющих способность расслаиваться на две составляющие: нефть и воду, из-за разности плотностей компонентов, входящих в состав эмульсии. В случае если размер взвешенных частиц больше 0.5 мкм, то скорость оседания капель воды или подъема частиц нефти в воде подчиняется закону Стокса, из которого следует, что при меньших частицах дисперсной фазы и разности плотностей воды и нефти и большей вязкости среды, процесс расслоения протекает медленнее.

Нагревание эмульсии при отстаивании ускоряет разрушение частиц, т.к. при этом происходит увеличение интенсивности движения, уменьшение прочности бронирующих оболочек, увеличение частоты столкновения глобул воды, уменьшение вязкости среды и увеличение разности плотностей.

Холодный отстой нефтяных эмульсий проходит, как правило, под давлением с обращением фаз и с предварительной обработкой деэмульгатором. Нефтяная эмульсия в присутствии необходимого количества деэмульгатора и пластовой воды подается в отстойник.

При подаче деэмульгатора и пластовой воды в эмульсию происходит инверсию фаз и эмульсия разлагается на нефть и воду. Инверсия фаз целесообразна, т.к. движение частиц нефти протекает в среде меньшей вязкости (вода), чем в противном случае, каплям воды оседать пришлось бы в более вязкой среде – нефти.

С применением деэмульгатора сокращается время обработки эмульсии (примерно до 1 часа).

Показания к применению [6]:

1. Эмульсия с высокой обводненностью;

2. Нефти с высоким содержанием газов (т.к. такая нефтяная эмульсия при последующем движении по трубопроводу не сможет окончательно стабилизироваться). К непрерывному дроблению и слиянию капель воды приводит турбулентность потока и разгазирование нефти и пластовой воды. Из-за этого на каплях эмульгированной воды не создается прочный защитный слой. Также, образованию защитных слоев из природных ПАВ препятствует действие деэмульгатора. В итоге, при создании соответствующих условий, капли воды свободно сливаются и выделяются из нефти в виде свободной воды.

#### *Центрифугирование.*

Вода с механическими примесями выделяются из нефти под действием центробежной силы.

Эффективным методом считается разделение водонефтяных эмульсий в центрифугах, но не смотря на это применения на практике этот метод не нашел, т.к. пропускная способность центрифуг мала и эксплуатация затрат довольно высока. Число оборотов промышленных центрифуг: от 3500 до 50000 об/мин [6]. Разделительная способность увеличивается при большом количестве оборотов, однако производительность уменьшается.

#### *Фильтрация.*

Нестойкие эмульсии, при пропускании через фильтрующий слой, успешно расслаиваются, этот слой может быть из битого стекла, гравия, древесины и металлических стружек, стекловаты и др. материалов.

В этом случае в основе селективного смачивания лежит деэмульсация нефтей.

Так как взаимодействие молекул жидкости с молекулами твердого вещества сильнее, чем между собой, то жидкость растекается по поверхности, т.е. смачивает ее.

Смачивания не происходит если взаимодействие молекул жидкости между собой сильнее, чем с твердым веществом, то жидкость собирается на поверхности в каплю.

Результатом действия сил поверхностного натяжения можно назвать смачивание поверхности твердого тела жидкостью, т.е. твердое тело лучше смачивается жидкостью при меньшем взаимодействии между ее молекулами.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям:

1. Хорошо смачиваться водой, для лучшего сцепления глобул воды с фильтрующим веществом, разрыва межфазных пленок, и протекания процесса коалесценции капель воды;

2. Иметь хорошую прочность для обеспечения длительной эксплуатации.

Показания:

-повышенная обводненность нефти;

-небольшая обводненность, но при этом эмульсия нестойкая. Бывают ситуации, когда укрупнившаяся вода находится во взвешенном состоянии, это характерно для эмульсий с незначительной разностью плотностей.

Отсюда:

-незначительная разность плотностей воды и нефти.

Данный метод не пригоден для самостоятельного применения из-за огромного оборудования, малой производительности, частой смены фильтров, но сочетается с термохимическими методами.

#### *Термический способ*

Термическое воздействие на водонефтяные эмульсии заключается в том, что нефть, перед отстаиванием нагревают до температуры 45-80 °С [6]. При нагревании прочность слоев эмульгатора на поверхности капель снижается, что облегчает их слияние. Кроме того, уменьшается вязкость нефти и увеличивается разница плотностей воды и нефти, что способствует быстрому разделению эмульсии. Подогрев осуществляют в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах.



## 1.2 Технология процессов обезвоживания и обессоливания нефти

Процесс обезвоживания заключается в разрушении нефтяной эмульсии, образующейся при смешении нефти с пресной водой, далее эмульсия расслаивается. При обессоливании обезвоженная нефть смешивается с пресной водой, создается искусственная эмульсия (но с низкой соленостью), которая затем разрушается. Вода проходит очистку на установке и снова закачивается в пласт, чтобы поддерживать пластовое давление и вытеснять нефть [9].



Рисунок 1 – Горизонтальный отстойник.

Процесс обезвоживания протекает в отстойниках (рис.1). Принцип действия аппарата: нефтяная эмульсия поступает в маточник входа эмульсии, который имеет отверстия для распределения эмульсии. Далее нефть из отверстий вытекает тонкими струйками под уровень пластовой воды в отстойнике.

Благодаря данной конструкции нефть приобретает вертикальное движение. Обезвоженная нефть поднимается вверх и попадает в сборник нефти, который расположен в верхней части отстойника и выводится из аппарата через штуцер. Пластовая вода, отделившаяся от нефти, поступает в правую часть отстойника и сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод через штуцер с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня.

Отстойники подразделяют на радиальные, горизонтальные, вертикальные и наклонные, или тонкослойные.

В радиальных отстойниках суспензия подается в центр аппарата и движется к периферии. В горизонтальных - она загружается с одного конца аппарата и передвигается вдоль него. В вертикальных - суспензия подается снизу и поднимается вверх, причем скорость восходящего потока должна быть меньше скорости оседания твердых частиц. В наклонных - осаждение осуществляется в пакетах пластин (или труб), наклоненных под углом 45-60° [6].

В сосудах применяются днища: эллиптические, сферические не отбортованные, торосферические, полусферические, конические отбортованные, конические не отбортованные, плоские отбортованные, плоские не отбортованные.

Наиболее простым напорным аппаратом для отделения воды из нефтяной эмульсии, с предварительной обработкой реагентом-деэмульгатором, является горизонтальный пустотелый отстойник. Такие аппараты принято подразделять на отстойники с вертикальным и горизонтальным движением потока, в зависимости от способа ввода в этот аппарат эмульсии и отбора обезвоженной нефти и отделившейся воды.

Целью процесса обессоливания нефти является удаление из получаемой на месторождении сырой нефти минеральных солей. Чаще всего речь идет о хлористых солях. Минеральные соли могут содержаться как в воде, входящей в состав получаемой водонефтяной эмульсии, в растворенном виде, так и непосредственно в нефти в виде кристаллов. Последний вариант гораздо менее распространен, однако также встречается в практике.

В зависимости от показателя содержания солей в так называемой товарной нефти в соответствии с нормативами ГОСТ выделяются три группы качества: для первой группы показатель содержания соли не должен превышать 100 мг/л, для второй – 300 мг/л, для третьей – 1 800 мг/л. [7].

Первичное обессоливание нефти производится непосредственно на месторождениях.

Электродегидратор является главным аппаратом обессоливания нефти – это емкость, снабженная электродами, к которым подводится переменный ток высокого напряжения.

Различают три типа конструкций электродегидраторов : вертикальные, шаровые и горизонтальные.

Вертикальный ЭДГ (рис.2) представляет собой цилиндрический сосуд диаметром 3 м, высотой 5 м и объемом 30 м<sup>3</sup>. Внутри него находятся электроды – это металлические пластины, которые подвешены на фарфоровых изоляторах. Ток подают к электродам от двух трансформаторов с мощностью по 5 кВА (киловольтампер) каждый. Напряжение между электродами составляет от 15 до 33 кВ [10].

Сырье вводят в электродегидратор через вертикальную, трубу, которая вмонтирована по оси аппарата на половине высоты дегидратора и заканчивается распределительной головкой. Последняя в свою очередь устроена так, что через ее узкую кольцевую щель эмульсия нефти и воды вводится в виде тонкой веерообразной горизонтальной струи. Обработанная нефть выводится в центре верхнего днища электродегидратора, а отстоявшаяся вода - через нижнее днище.

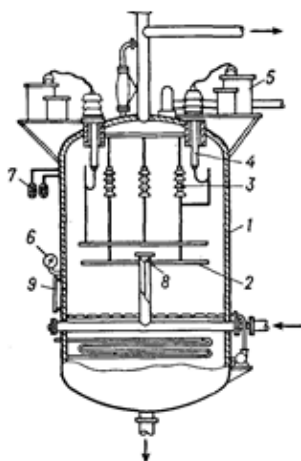


Рисунок 2 – вертикальный электродегидратор: 1-корпус, 2-электроды. 3, 4-изоляторы, 5-трансформатор, 6-манометр, 7-сигнальные лампы, 8-распределительная головка, 9- измерительное стекло.

Недостатком вертикальных электродегидраторов является низкая производительность, а так же недостаточно высокая температура обессоливания. Из-за низкой производительности на установках ЭЛОУ приходилось соединять параллельно 6-12 аппаратов.

На мощных электрообессоливающих установках, применяют шаровые электродегидраторы емкостью 600 м<sup>3</sup> и диаметром 10,5 м. Производительность такого аппарата (рис.3) равна 300-500 м<sup>3</sup>/ч [8]. Принцип его действия тот же, что и вертикального аппарата, но вместо одного стояка с распределительной головкой для ввода сырья и одной пары электродов в шаровом электродегидраторе их по три.

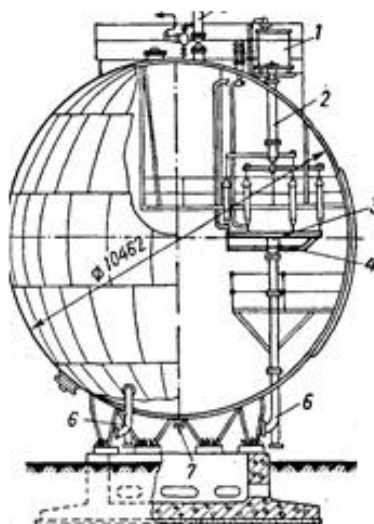


Рисунок 3 – Вертикальный электродегидратор:

1-трансформатор,2,4-распределительные головки,3-электрод,5-штуцер для ввода обессоленной нефти,6-штуцер для ввода сырой нефти,7-штуцер для дренажа

У шаровых дегидраторов производительность в 10-15 раз больше, чем у вертикальных, но они огромны и сложны в изготовлении. Кроме этого, их нельзя эксплуатировать при высоком давлении, т.к. повышение расчетного давления ЭДГ может привести к большому перерасходу металла на аппарат.

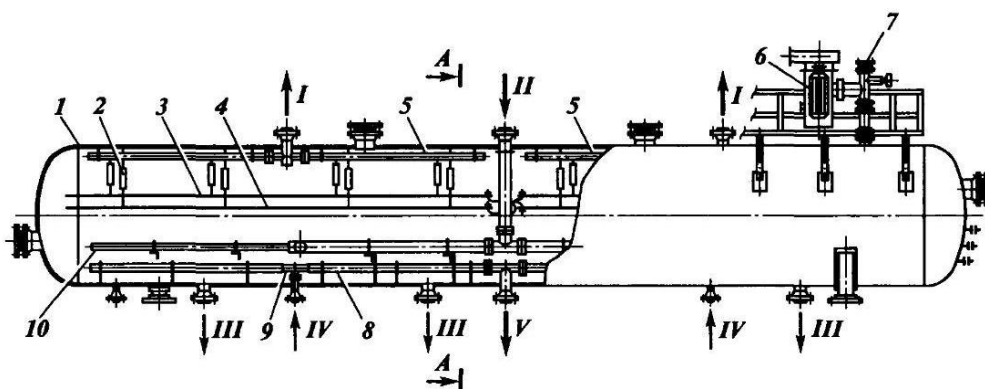


Рисунок 4 – горизонтальный электродегидратор:

1-корпус, 2-изолятор, 3, 4-верхний и нижний электроды, 5-сборник обессоленной нефти, 6-трансформатор, 7-ввод высокого напряжения, 8-сборник соленой воды, 9-промывочный коллектор, 10-распределитель нефти. Поток: I-выход обессоленной нефти, II - вход нефти, III-удаление шлама, IV-ввод воды на промывку аппарата, V-выход дренажной воды.

Горизонтальные электродегидраторы (рис.4) имеют диаметр 3-3,4 м и объем 80 и 160 м<sup>3</sup> [8]. Проводить глубокое обезвоживание и обессоливание позволяет повышение расчетного давления и температуры.

В горизонтальном электродегидраторе электроды расположены почти посередине аппарата. Их подвешивают горизонтально друг над другом. Расстояние между ними составляет 25-40 см [8].

Вводится сырье в горизонтальный электродегидратор через горизонтальный маточник, который расположен вдоль аппарата. Нефть, поступающая в аппарат, попадает в слой отстоявшейся воды, далее - в зону под электродами, в межэлектродное пространство, и, наконец, в зону над электродами.

Выкидные коллекторы обработанной нефти располагаются в верхней части дегидратора. У данной конструкции достоинством является большой путь движения нефти и время ее пребывания в аппарате, так как ввод сырья расположен значительно ниже, чем в других электродегидраторах. При этом улучшаются условия отстаивания воды.

Кроме того, в горизонтальном электродегидраторе крупные частицы воды выпадают из нефти еще до попадания в зону сильного электрического поля, расположенную в межэлектродном пространстве. Поэтому в нем мож-

но обрабатывать нефть с большим содержанием воды, не опасаясь чрезмерного увеличения силы тока между электродами.

### **1.3 Влияние деэмульгатора на поверхностное натяжение на границе нефть-вода**

Существует множество способов разрушения эмульсий. Самым распространенным считается термохимический метод – применение деэмульгаторов с целью снижения поверхностного натяжения эмульсий [8].

В литературных источниках теоретических зависимостей учета влияния деэмульгаторов на величину поверхностного натяжения практически не существует, в основном межфазное натяжение определяется экспериментальным путем.

В изученной литературе [11,12,13] предложены экспериментальные данные влияния концентрации деэмульгаторов на поверхностное натяжение эмульсии.

Авторы патента 2359994 [11] предлагают деэмульгирование нефти бинарным деэмульгатором Дисолван.

Таблица 1 – Влияние деэмульгатора-диссолвана на поверхностное натяжение на границе раздела фаз вода-гексан.

Расход диссолвана, г/т	Поверхностное натяжение, мН/м
0	77
1	76
5	71
10	66
30	57
50	47

Из таблицы 1 [11] видно, что с увеличением расхода деэмульгатора - диссолвана от 0 до 50 г/т происходит снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз вода - гексан с 77 мН/м до 47 мН/м.

Другие авторы патента номер 2294956 [12] рассматривают деэмульгатор Диссолван 441.

В таблице 2 [12] приведены результаты снижения поверхностного натяжения для Сергеевской нефти, содержащей 0,5% механических примесей.

Таблица 2 – Влияние деэмульгатора на поверхностное натяжение Сергеевской нефти

Количество диссолвана 4411, вводимого в нефть, г/т	Межфазное натяжение Сергеевской нефти, мН/м
0	31,0
50	20,2
100	10,5
150	8,5
200	7,6

Из таблицы видно, что снижение поверхностного натяжения происходит с 31 до 7,6 мН/м с увеличением концентрации деэмульгатора от 0 до 200 г/т.

В работе [13] авторы рассматривают деэмульгаторы, такие как Лапрол 600, Лапрол 4202, Дипроксамин-157, Реапон-4В, а также композиции на основе с катионными и анионными ПАВ в процессе обезвоживания различных нефтей.

В таблице 3 [13] приведены результаты влияния данных деэмульгаторов на нефть. В смесях соотношение двух компонентов составляло 9:1.

Таблица 3 – Поверхностное натяжение водных растворов реагентов в области малых концентраций.

Название испытуемого реагента.	Поверхностное натяжение водного раствора реагента (мН/м) при концентрации реагента в воде (г/т).				
	31	62,5	125	250	500
Лапрол 6003	-	-	74,9	65,3	52,7
Лапрол 4202	-	-	48,3	45	42
Реапон-4В	67,5	65,3	55,7	45,3	44,3
Д-157	53	52,9	52,9	52,6	52,2
Олефинсульфонат	-	75	70,5	60,5	52,3
Алкилсульфат натрия	-	76	71,7	61,7	53,5
ДФ-1	-	73,2	71,4	63,4	50,8
Лапрол 6003+ДФ-1	67	59,7	46,5	45,1	44,8
Реапон+ДФ-1	57,7	57,4	56,8	48,3	46,4
Д-157+алкилсульфат натрия	57,2	53,9	51,1	50,5	46,5
Д-157+олефинсульфонат	-	66,8	50,7	50	48

Можно сделать вывод, что наименьшее снижение поверхностного натяжения наблюдается при вводе Лапрола 4202, Д-157 и композиций, таких как Реапон+ДФ-1, Д-157+алкилсульфат натрия. Лучше всего поверхностное натяжение снижается с применением Реапон-4В.

## 2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ



Объектом исследования в работе являются процесс каплеобразования при разрушении водонефтяной эмульсии и реагенты-деэмульгаторы, необходимые для ее разрушения.

Нефти с различных месторождений обладают различными физико-химическими свойствами и поэтому очень важно подобрать деэмульгатор для эффективного процесса разрушения водонефтяной эмульсии и последующего процесса коалесценции капель воды.

Для поиска оптимальных условий разрушения водонефтяных эмульсий дальнейшего процесса каплеобразования в работе был применен метод математического моделирования.

На кафедре ХТТ и ХК была разработана математическая модель процесса каплеобразования, которая учитывает 2 основных этапа процесса:

1. Массообмен
2. Коалесценция капель воды

В табл. 4 приведены физико-химические свойства исследуемой нефти.

Таблица 4 – Физико-химические свойства нефти

Название параметра	Единица измерения	Числовое значение
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	829,51
Вязкость нефти	мПа*с	5,32
Обводненность	отн.ед.	0,20
Вязкость эмульсии динамическая	мПа*с	5,13
Вязкость воды динамическая	мПа*с	0,6560
Температура	Град.С	30
Содержание солей в нефти	мг/л	102,20

### 3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

#### 3.1. Описание математической модели

Основными этапами промышленной подготовки нефти являются: сепарация, обезвоживание и обессоливание нефтяной эмульсии. Процесс отделения воды будет лучше протекать, если эффективно пройдет процесс разрушения водонефтяной эмульсии с дальнейшей коалесценцией капель воды.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики разработана математическая модель процесса каплеобразования, которая позволяет рассчитать максимальные диаметры капель воды.

Расчет процесса каплеобразования условно можно разделить на два этапа: массообмен и коалесценция.

На этапе процесса массообмена при участии деэмульгатора происходит разрушение бронирующих оболочек, а в коалесцирующей секции – процесс укрупнения капель.

В математической модели расчет диаметра капель выполняется по методике Тронова[14].

Расчет максимального диаметра капель, образующихся в данных условиях:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_B \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot Re^{0,1} \cdot \nu_{\text{см}}^{0,1} \cdot \mu_H^{0,5} \cdot \rho_H},$$

где  $d_{\max}$  – максимальный диаметр устойчивых капель, м;  $\sigma$  – поверхностное натяжение, Н·м;  $\mu_B, \mu_H$  – динамическая вязкость воды и нефти соответственно, Па·с;  $u$  – линейная скорость потока, м/с;  $\nu_{\text{см}}$  – кинематическая вязкость смеси, м<sup>2</sup>/с;  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $Re$  – критерий Рейнольдса

### **3.2 Разработка функциональных зависимостей межфазного натяжения от концентрации химического реагента**

Анализ литературных данных показывает, что теоретических зависимостей межфазного натяжения от расхода деэмульгатора практически не суще-

ствуется. Поэтому, чтобы учесть влияние деэмульгатора на процесс каплеобразования, в литературе были найдены экспериментальные данные зависимости поверхностного натяжения для различных типов деэмульгатора.

Экспериментальные данные были обработаны при помощи программы Excel и получены теоретические зависимости влияния деэмульгатора на межфазное натяжение.

На рис. 5 – 8 приведены зависимости и уравнения влияния расхода различных деэмульгаторов на поверхностное натяжение (во всех уравнениях  $y$  – межфазное натяжение,  $x$  – концентрация деэмульгатора).

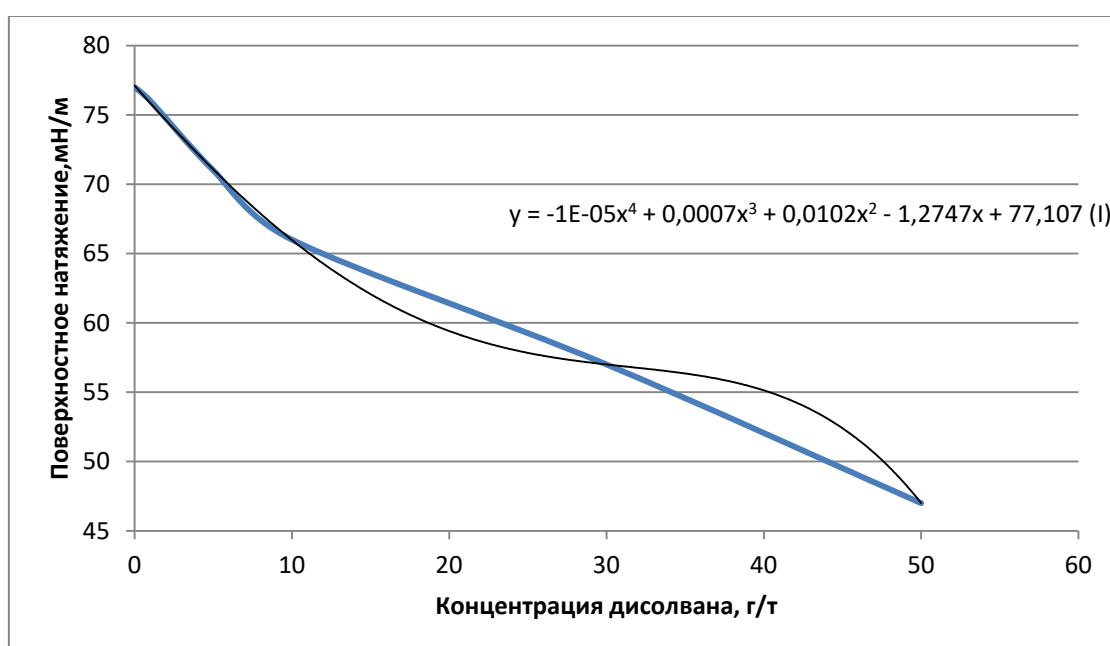


Рисунок 5 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации деэмульгатора (Диссолван)

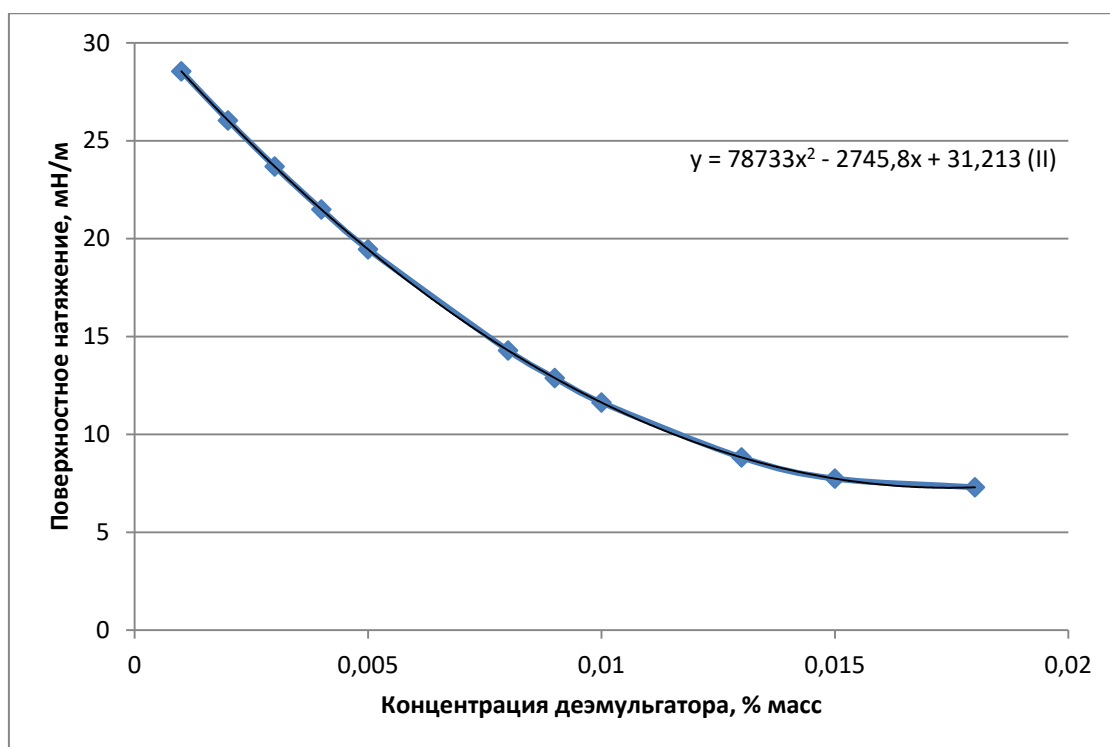


Рисунок 5 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации деэмульгатора (Диссолван 4411)

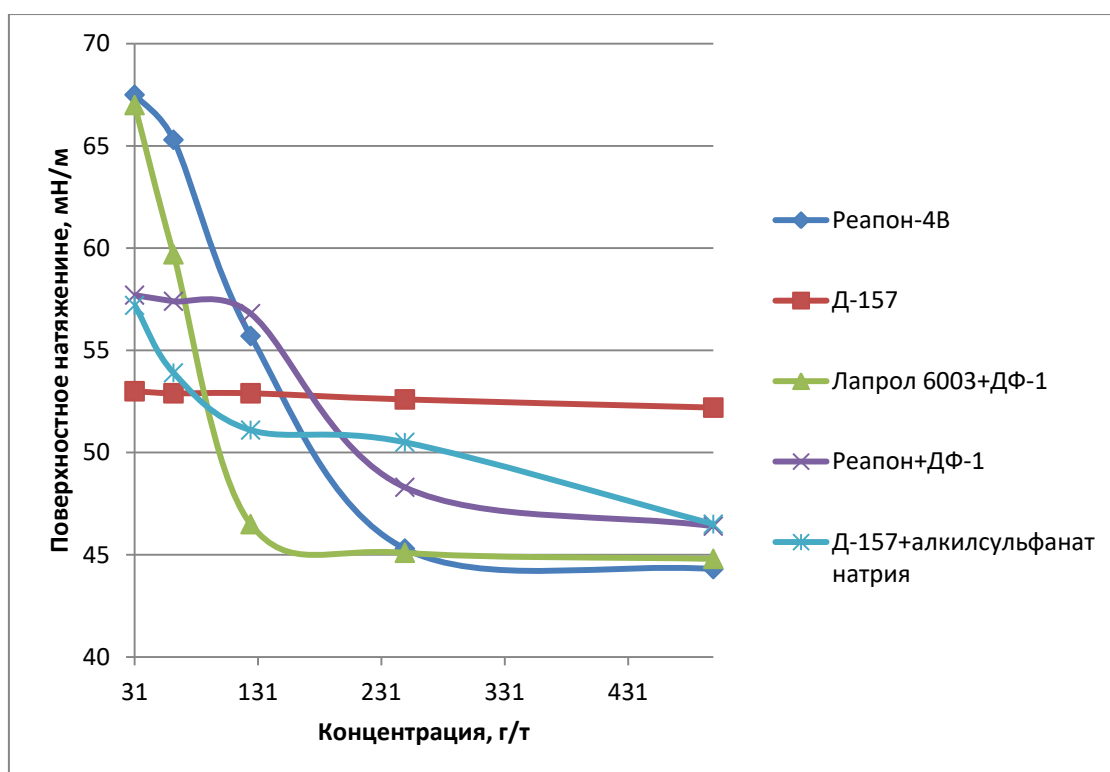


Рисунок 6 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации различных деэмульгаторов (Заинская маловязкая нефть)

Полученные зависимости приведены в табл. 5

Таблица 5 – Зависимости влияния расхода деэмульгаторов на поверхностное натяжение на границе нефть-вода

Название деэмульгатора	Уравнение
Реапон-4В	$y = 21442x^2 - 1654,6x + 73,389$ (III)
Д-157	$y = -13,321x^2 - 16,31x + 53,045$ (IV)
Лапрол 6003+ДФ-1	$y = 25347x^2 - 1755,7x + 69,747$ (V)
Реапон+ДФ-1	$y = 5586,5x^2 - 568,55x + 60,612$ (VI)
Д-157+алкилсульфат натрия	$y = -3,57\ln(x) + 36,189$ (VII)

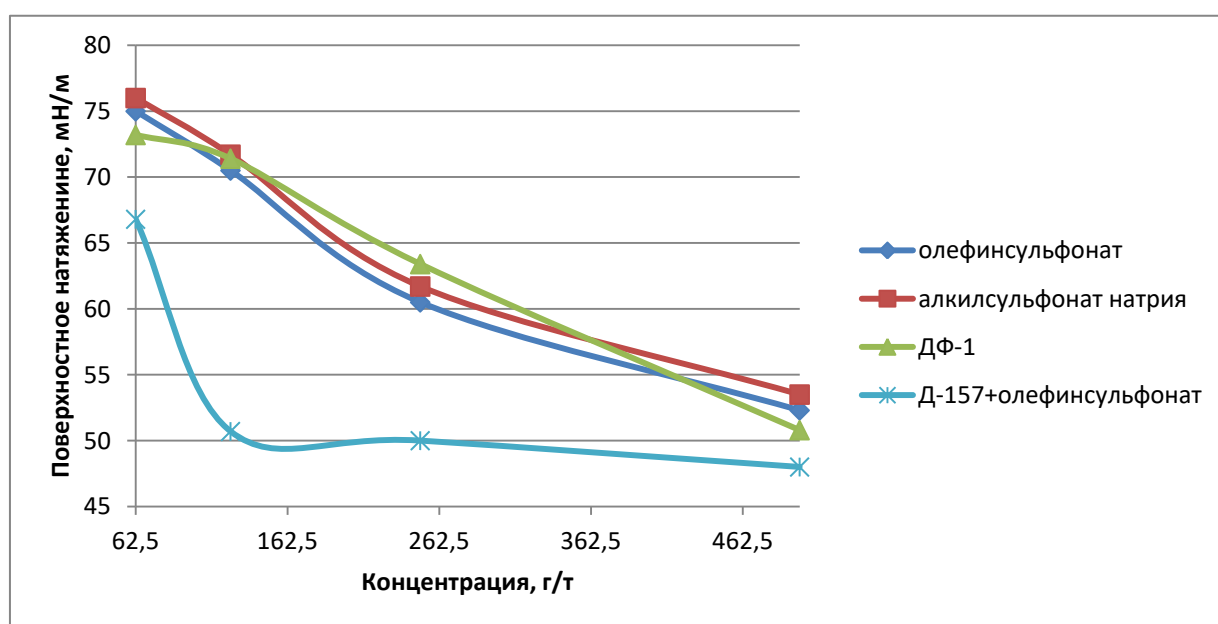


Рисунок 7 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации различных деэмульгаторов (Заинская маловязкая нефть)

Таблица 6 -Зависимости влияния расхода деэмульгаторов на поверхностное натяжение

Название деэмульгатора	Уравнение
Олефинсульфонат	$y = 13,763x^2 - 526,71x + 77,033$ (VIII)
Алкилсульфонат натрия	$y = 9593,1x^2 - 1065,4x + 82,733$ (IX)
ДФ-1	$y = 13,763x^2 - 526,71x + 77,033$ (X)
Д-157+олефинсульфонат	$y = 21141x^2 - 1534,9x + 72,3$ (XI)

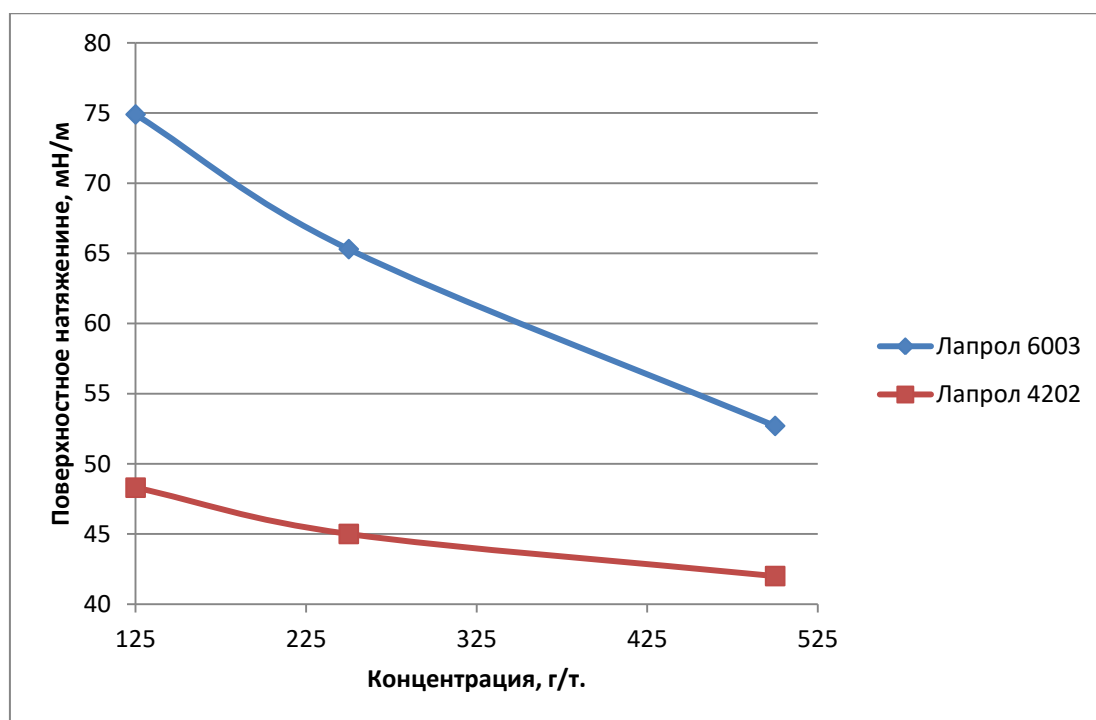


Рисунок 8 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации различных деэмульгаторов (Заинская маловязкая нефть)

Полученные зависимости:

$$\text{Лапрол 6003: } y = 7040x^2 - 1032x + 86,7 \text{ (XII)}$$

$$\text{Лапрол 4202: } y = 3840x^2 - 408x + 52,8 \text{ (XIII)}$$

С учетом разработанных уравнений выполнена корректировка программы расчета (Приложение 1). С применением математической модели выполнены исследования влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти.

### 3.3 Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования

Важную роль в процессе обезвоживания и обессоливания нефти играет разрушение водонефтяной эмульсии и коалесценция капель. Поэтому необходимо учитывать влияние химического реагента на данном этапе.

В разделе 1.3 приведены экспериментальные данные влияния деэмульгатора на поверхностное натяжение эмульсии. В ходе обработки этих данных в программе Excel были получены теоретические зависимости (рис. 5-8).

Полученные зависимости были включены в математическую модель процесса каплеобразования, разработан блок программы и модернизирована программа расчета на алгоритмическом языке Pascal (Приложение 1 ).

С применением математической модели были выполнены исследования.

Для исследований было принято уравнение (II):

$$y=78733*x^2-2745.8*x+31.213$$

На рисунке 9 приведены исследования влияния концентрации деэмульгатора на величину поверхностного натяжения.

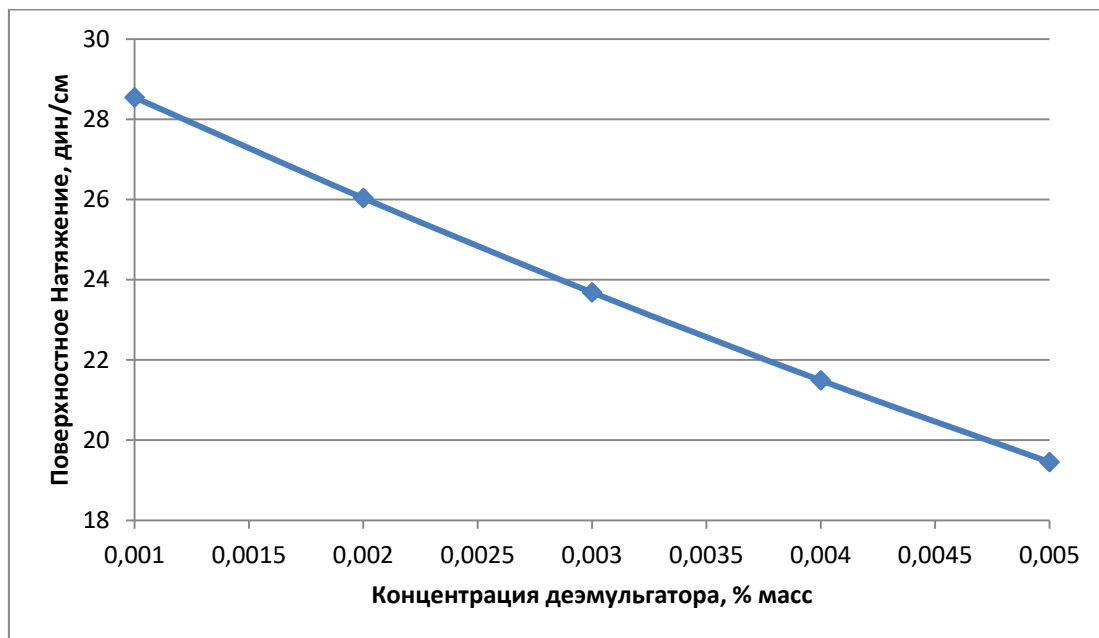


Рисунок 9 – Зависимость поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора

На рисунке 10 приведены исследования влияния концентрации деэмульгатора на диаметр капли при трех значениях диаметра трубопровода.

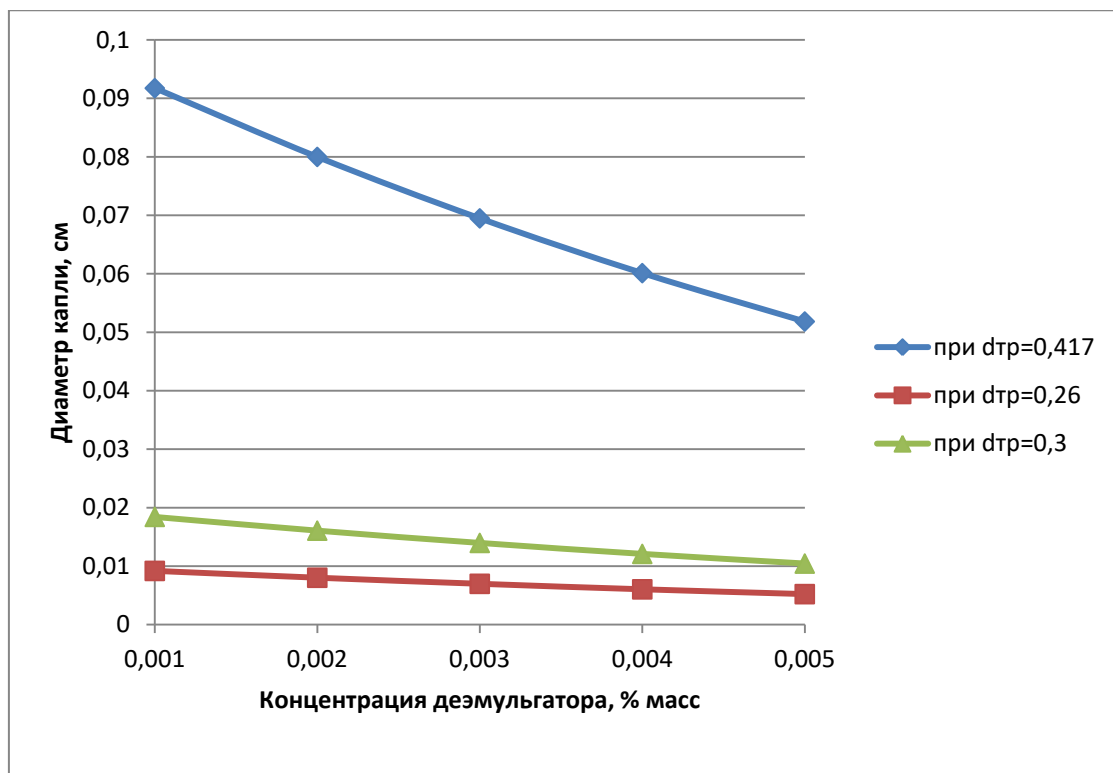


Рисунок 10 – Зависимость диаметра капли от концентрации де-эмульгатора

На рисунке 11 приведены исследования влияния расхода нефти на диаметр капли при двух значениях концентрации химического реагента.

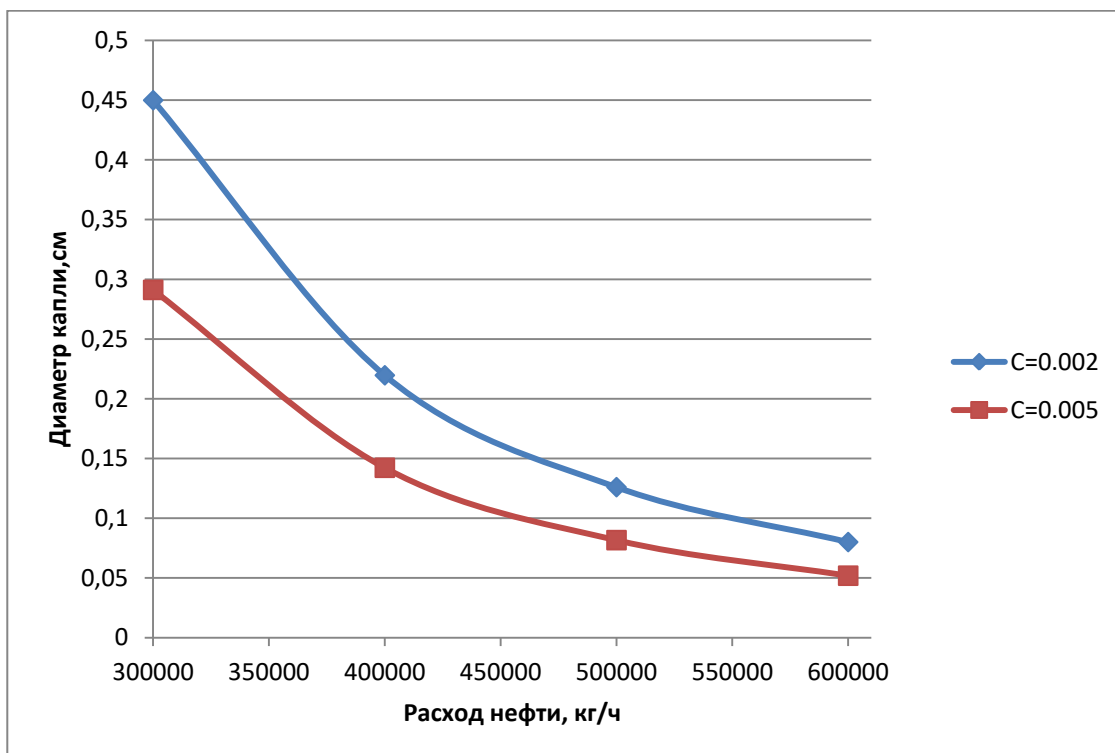


Рисунок 11 – Зависимость диаметра капли от расхода нефти.



На рисунке 12 приведены исследования влияния диаметра трубопровода на размер капель воды при двух значениях концентрации химического реагента.

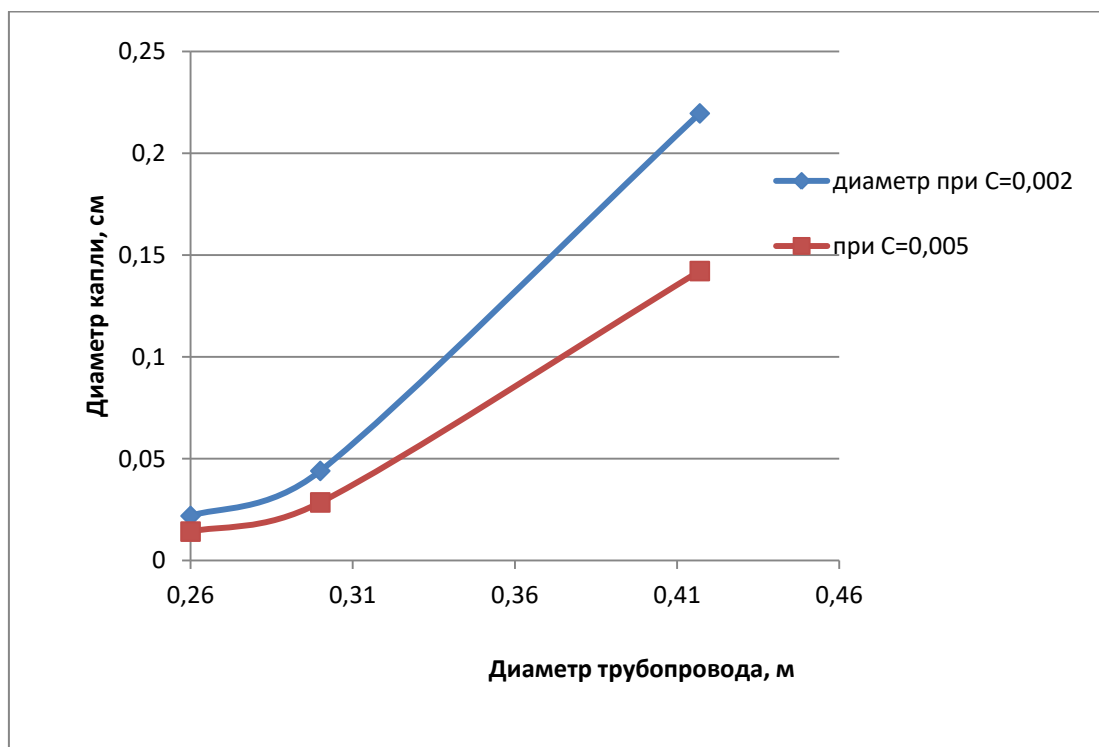


Рисунок 12 – Зависимость диаметра капли от диаметра трубопровода.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбе- режения**

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данной разработки целесообразно использовать такие критерии сегментирования рынка: размер компании, отрасль, географический и поведенческий критерии.


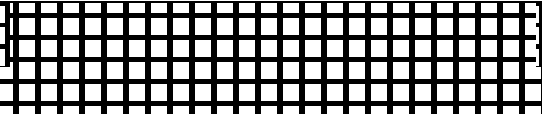


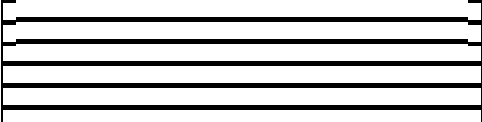
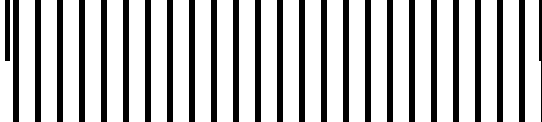


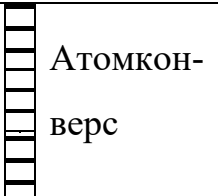
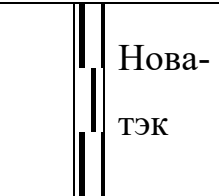

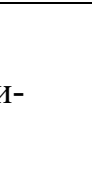
Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Поведенческий критерий тоже важен, ведь клиенты выбирают товар исходя из выгоды, цены, качества, срочности приобретения товара.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка (таблица 7).

Таблица 7 – Карта сегментирования рынка

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия	Нефтегазодобывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		
			
			
			

Как видно из таблицы основными сегментами данного рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент независимых крупных и средних нефтедобывающих компаний.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам, и позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в табл. 8.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Адекватность разработки	0,14	5	4	4	0,70	0,70	0,70
2. Унифицированность	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
3. Простота применения	0,14	5	5	5	0,70	0,70	0,70
4. Универсальность	0,10	3	3	3	0,42	0,42	0,42
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
2. Уровень проникновения на рынок	0,14	3	3	5	0,42	0,42	0,70
3. Финансирование научной разработки	0,09	2	1	4	0,18	0,09	0,36
4. Срок выхода на рынок	0,08	1	1	5	0,08	0,08	0,40
5. Наличие сертификации разработки	0,15	1	1	5	0,15	0,15	0,75
Итого	1				3,29	3,20	4,67

Критерий адекватности разработки определяет, насколько она эффективна и можно ли ее применять. Унифицированность характеризуется стандартизованностью. Критерий универсальности показывает, что данную разработку можно применять для различных случаев.

Критерии подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Полученные значения говорят об эффективности научной разработки и позволяют определить направления для ее будущего повышения: следует увеличить уровень проникновения на рынок и получить сертификацию разработки.

#### 4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в проект. В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины следующих групп показателей оценки качества и перспективности новой разработки, которые подбираются с учетом его технических и экономических особенностей, создания и коммерциализации.

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная (табл. 9).

Таблица 9– Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Универсальность	0,10	70	100	0,70	0,070
2. Простота применения	0,14	80	100	0,70	0,112
3. Адекватность	0,14	90	100	0,90	0,126
4. Унифицированность	0,04	50	100	0,50	0,070
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
5. Конкурентоспособность продукта	0,12	90	100	0,90	0,108
6. Уровень проникновения на рынок	0,14	80	100	0,80	0,112
7. Финансовая эффективность разработки	0,09	90	100	0,90	0,081
8. Срок выхода на рынок	0,08	50	100	0,50	0,040
9. Наличие сертификации разработки	0,15	90	100	0,90	0,135
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>0,854</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$П_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot Б_i,$$

где  $П_{\text{ср}}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $Б_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $П_{\text{ср}}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $П_{\text{ср}}$  получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Следовательно, разработанный проект перспективен, т.к. значение показателя получилось равным 85,4, и целесообразно в него вкладывать денежные средства.

По результатам оценки качества и перспективности можно сделать вывод о том, что необходимо увеличить перспективность на рынке разработки.

#### **4.1.4 SWOT-анализ**

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Простота применения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Невозможность использования в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (не использующие реагентов)</p> <p>Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск</p> <p>В3. Появление по-</p>	<p>Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекват-</p>	<p>Инновационные инфраструктуры ТПУ и ОЭЗ ТВТ Томск могут оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разра-</p>



<p>тенциального спроса на новые разработки</p> <p>В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок</p>	<p>ность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p> <p>Невысокая затратность проекта может привлечь больше сотрудников и исполнителей.</p>	<p>боток и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях использующих традиционные методы переработки нефти.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Значимая конкуренция</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки.</p> <p>В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта.</p> <p>Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям

окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 11.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	+	+	+	-
Сильные стороны проекта					
Угрозы про- екта		C1	C2	C3	C4
	Y1	0	+	0	-
	Y2	+	+	+	+
	Y3	-	-	-	0
	Y4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	0
	У2	0	+	0	-
	У3	-	0	-	-
	У4	-	+	-	+

В случае, когда две возможности сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. В этом случае, возможности описываются следующим образом: B2B3C2C3.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе (табл. 12).

Таблица 12 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Простота применения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Невозможность использования в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (не использующие реагентов)</p> <p>Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
--	---	---

<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск</p> <p>В3. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок</p>	<p>Простота применения, адекватность разработки, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3В4С1С2С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства (В1В2С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры (В1В2Сл2Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Значимая конкуренция технологий производства</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратно-</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1У2Сл1Сл2Сл3), а отсутствие финанси-</p>

требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	сти проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4У3).	ния приведет к невозможности получения сертификации (У3Сл4).
--	---	--

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 13.

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	4	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр

	5	Проведение патентных исследований	Бакалавр
Теоретические исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, бакалавр
	7	Проведение компьютерных расчетов	Руководитель, бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, бакалавр
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, бакалавр
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета по НИР	10	Оформление отчета	Бакалавр

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется формула [1]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{max i}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы,

чел.-дн.;  $t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;  $t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой [15]:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48,$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;  $T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость ра- бот			Ис- полни- тели	Длит-ть работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длит-ть работ в кален- дарных днях $T_{ki}$
	$t_{\min i}$ чел - дни	$t_{\max i}$ че л- дн и	$t_{\text{ож}i}$ чел- дни			
Выбор на- правления исследо- ваний	2	7	4	Руко- води- тель	4	6
Составле- ние и ут- верждение техниче- ского за- дания	3	12	7	Руко- води- тель	7	10
Календар- ное пла- нирование работ по теме	6	15	10	Руко- води- тель	10	15

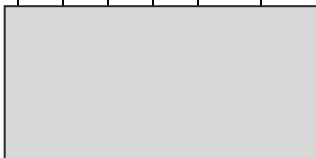


Подбор и изучение материалов по теме	30	60	42	Бакалавр	42	62
Проведение патентных исследований	10	20	14	Бакалавр	14	21
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	12	6	Руководитель, бакалавр	3	4
Проведение компьютерных расчетов	3	12	6	Руководитель, бакалавр	3	4
Оценка эффективности полученных результатов	1	3	2	Руководитель, бакалавр	1	2
Определение целе-	1	4	3	Руководи-	2	3

сообразности проведения ОКР				тель, бакалавр		
Оформление отчета	3	12	6	Бакалавр	6	9

На основе табл. 15 построен календарный план-график по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 15 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Ис-пол-ни-тели	$T_{ki}$ , дн	Продолжительность выполнения работ													
				февр		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор на-правления исследований	Руко-води-тель	6														
2	Составле-ние ТЗ	Руко-во-ди-тель	10														
3	Планирова-ние работ	Руко-во-ди-тель	15														

4	Подбор, изуче- ма- териалов	Бака- лавр	6 2														
5	Патентные исследования	Бака- лавр	1 4														
6	Проведение теоретиче- ских расче- тов	Руко- води- тель, бака- лавр	4														
7	Проведение компьютер- ных расче- тов	Руко- води- тель, бака- лавр	4														
8	Оценка эф- фективно- сти резуль- татов	Руко- води- тель, бака- лавр	2														
9	Опреде- ление целесо- образности проведения	Руко- води- тель, ба- калав р	3														
10	Оформле- ние отчета	Бака- лавр	9														



-руководитель



-бакалавр

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат, необходимых для данной разработки, осуществляется по следующей формуле и отражен в таблице 16:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i},$$

Таблица 16 – Материальные затраты

Наименование	Ед.из	Количество			Цена за ед.с НДС руб.			Затраты на материалы,(З <sub>м</sub> ),руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Нефть	тонна	2000 000	20000 00	2000 000	980	980	980	196000000	196000000	196000000
Вспомогательные материалы	тонн а	20	20	20	370 00	400 00	400 00	740000	800000	800000
Итого								1960740000	1960800000	1960800000

#### 4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 17 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборуду-			Цена единицы оборудования, тыс.			Общая стоимость оборудования, тыс.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Персональный компьютер	2	3	3	25	25	25	50	75	75
2.	ПО Microsoft Office	2	3	3	5,0	5,0	5,0	10	15	15
3.	Лицензия на программный	1	—	—	27	—	—	27	—	—
Итого:								87	90	90

### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты).

Основная заработная плата руководителей ТПУ рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда, которая предполагает следующий состав заработной платы: оклад, распределяемый в соответствии с занимаемыми должностями; стимулирующие выплаты за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.; районный коэффициент.

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1113 \cdot 30 = 33390 \text{руб},$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб;  $T_p$  – продолжительность работ научно-технического работника, раб. дн.;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [15]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{21300 \cdot 10,4}{199} = 1113 \text{руб},$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн. (табл. 18).

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	104	104
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	0

- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	247

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 19.

Таблица 19 – Расчёт основной заработной платы

Исполни- тели	Раз- ряд	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководи- тель	до- цент	1,3	21300	1204	30	33390
Бакалавр	—	—	—	—	—	12500

#### 4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется последующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12– 0,15).

Таблица 20 – Заработная плата исполнителей НП

Заработная плата	Основная, $З_{\text{осн,руб.}}$	$k_{\text{доп}}$	Дополнительная, $З_{\text{доп,руб}}$	Итоговая зарплата, $C_{\text{зп,руб}}$
Руководитель	33390	0,15	5008,5	38398,5
Бакалавр	12500		1875	14375
Итого:	45890		6883,5	52773,5

Расчеты показали, что годовая заработная плата за время выполнения проекта составляет 52773,5руб.

#### 4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн.}} + З_{\text{доп.}}) = 52773,5 \cdot 0,3 = 15832 \text{руб.},$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды. На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212 - ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212 – ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году вводится пониженная ставка –30% [16].

#### 4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:



$$З_{\text{накл}} = (\sum \text{статей } 1 \div 3) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы (16%) [15].

Величину коэффициента накладных расходов примем равной 16%.

$$C_{\text{накл}} = (1960740000 + 87000 + 45890 + 6883,5 + 15832) \cdot 0,16 = 313743296,88 \text{ руб.}$$

#### 4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 21.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты	1960740000	1960800000	196080000	Пункт
2. Затраты на оборудование	87000	90000	90000	Пункт
3. Затраты по основной заработной плате ис-	45890	45890	45890	Пункт 1.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате ис-	6883,5	6883,5	6883,5	Пункт 1.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	15832	15832	15832	Пункт 1.3.5
6. Накладные расходы	313743296,88	313753376,88	313753376,88	16% от суммы ст. 1-5 Пункт 1.3.5
7. Бюджет затрат НТИ	2274638902,38	2274711982,38	2274711982,38	Сумма ст. 1-6

#### 4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, нахождение которого связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования и определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (табл. 22):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b^a_i, b^p_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки.

Таблица 22– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Ис п.1	Исп.2	Исп. 3
1. Адекватность разработки	0,30	5	4	5
2. Унифицированность	0,20	4	4	4
3. Простота применения	0,26	5	5	4
4. Универсальность	0,24	3	3	3

<b>Итого</b>	1	4,3 2	4,02	4,06
--------------	---	----------	------	------

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 23), которая рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,99	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,32	4,02	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,32	4,06	4,10
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения относительно исполнения 1	1	0,94	0,95

На основании значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения, оптимальным считается вариант исполнения 1.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. Основными этапами при промысловой подготовке нефти являются процессы обезвоживания и обессоливания, которые осуществляются в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с использованием термохимических методов.

Подготовка нефти осуществляется в аппаратах, работающих под избыточным давлением на установке подготовки нефти (УПН).

Газожидкостная смесь после узлов учета нефти (УУН) поступает в трехфазные сепараторы (ТФС). Перед входом в сепараторы предусмотрена подача деэмульгатора.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

После предварительного обезвоживания, нефть поступает в печи (ПТБ) для подогрева нефти.

Горячая нефть после ПТБ поступает в сепараторы концевой ступени сепарации, где происходит полное разгазирование. Далее нефть поступает в электродигидраторы (ЭДГ), где формируется высокое напряжение, за счет которого происходит коалесценция (укрупнение) частиц, а также обессоливание нефти.

После обезвоживания и обессоливания, нефть перекачивается насосами внутренней перекачки (НВП) в резервуарный парк.

Аппараты находятся на открытых площадках. Наблюдение за процессом ведется операторами при помощи центрального пульта управления (ЦПУ), а так же с периодическим обходом оборудования.

## 5.1 Производственная безопасность

Таблица 24 – Опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-74

Источник фактора, наименование	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Насосная внутренней и магистральной перекачки перекачки нефти;	1.Повышенный уровень шума; 2.Недостаточность освещения рабочей зоны;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Электрическое напряжение.	Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001-82 Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003-83 Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009
2.Площадка электро-дигедраторов (ЭГ);	1.Загазованность рабочей зоны;	1.Электрическое напряжение; 2.Процесс ведется под избыточным давлением.	Работа с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10-115-96.
3.Площадка печей (ПТБ)	1.Загазованность рабочей зоны	1.Опасность термических ожогов. 2.Опасность взрыва и пожара.	Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702-99. Опасность взрыва И пожара поГОСТ 12.1.019-76 СССР

4. Резервуарный парк (РВС)	1.Загазованность рабочей зоны при «дыхании» резервуаров;	1.Обслуживание оборудования на высоте;	Правила работы на высоте ставятся ПОТ РМ 012-2000. ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313.
----------------------------	--	--	---

## 5.1.1 Анализ вредных факторов

### 5.1.1.1 Загазованность рабочей зоны

В соответствии с ГОСТ 31378-2009 [17] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека.

Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, относится к 3-му классу опасности с ПДК 1,1-10 мг/м<sup>3</sup> соответствии ГОСТ 12.1.007-76 [18].

#### Воздействие на организм человека

Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м<sup>3</sup> [19].

При хранении и лабораторных испытаниях, нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C<sub>1</sub> – C<sub>10</sub> не более 300 мг/м<sup>3</sup> [19].

Нефть и нефтепродукты содержат легко испаряющие вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [17].

### **Предлагаемые средства защиты**

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.112, ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111.

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80.

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства [20]

#### **5.1.1.2 Недостаточное производственное освещение**

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства [21].

Таблица 25 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710-2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида дея-	$E_{экс}$ , лк	$U_0$ , не менее	$R$ , не более	$R_a$ , не менее	$K_n$ , %, не более

Производственные процессы с дистанционным управлением.	50	0,4	-	20	-
Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20
Лаборатории	500		16		10

### 5.1.1.3 Повышенный уровень шума на производстве

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП), площадка печей трубчатых блочных (ПТБ). Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно, уровень шума соответствует СанПиН 2.2.4.3359-16 [22].

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;
- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании [23].



## 5.1.2 Анализ опасных факторов

### 5.1.2.1 Электробезопасность

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п.

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений .

Все помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

1. Все электрооборудование с напряжением свыше 36 В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены.

2. Для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства. Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения производится общим рубильником.

В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

1. работать на неисправных электрических приборах и установках;
2. перегружать электросеть;
3. переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы;
4. работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним;
5. загромождать подходы к электрическим устройствам.
6. запрещается прикасаться к корпусу поврежденного прибора или токоведущим частям с нарушенной изоляцией и одновременно к заземленному оборудованию.

#### **5.1.2.2 Пожарная безопасность**

Площадка печей ПТБ относится к взрывопожароопасным объектам. Это связано с тем, что в качестве топлива для печей ПТБ используется попутный нефтяной газ.

Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации:

- \* Разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- \* Проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- \* Разгерметизация оборудования с возгоранием;
- \* Большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с

многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;

\* Высокая теплота сгорания веществ и материалов [24] .

Таблица 26 – Доля каждой причины в общем числе аварий.

Причины аварийной ситуа-	Доля от общего числа аварий, %
Пожары, вспышки, загорания	58,5
Аварийная загазованность	17,9
Взрывы и хлопки	15,1
Прочие	8,5

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- \* И использование неисправного оборудования;
- \* Нарушение технологического режима;
- \* Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- \* Нарушение правил ремонтных работ;
- \* Несоблюдение правил остановки технологической установки [24].

### 5.1.2.3 Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожарно-профилактические мероприятия [25] .

Таблица 27 – Пожара-профилактические мероприятия [26]

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактические мероприятия
<u>Сепараторы:</u> защита аппаратов от перепада давления; • контроль температуры; • Контроль уровня внутри аппарата;	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате. Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.

<u>Резервуары вертикальные стальные (РВС):</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Оборудованы аварийным сливом;</li> <li>• контроль уровня нефтепродуктов;</li> </ul>	Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.
<u>Печи ПТБ:</u>  контроль температуры нефти на входе и выходе; <ul style="list-style-type: none"> <li>• контроль давления топливного газа;</li> <li>• контроль давления воздуха на горелки;</li> </ul> контроль температуры дымовых газов на выходе из печи;	Установка приборов КИПиА;  Требуется контроль температуры по

#### 5.1.2.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 могут являться:

- Соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- Нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- Опасность выплеска жидкости под высоким давлением;

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1, 2, 3, 4) [27].

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

#### 5.1.2.5 Расположение рабочего места на высоте

На основании ПОТ РМ-012-2000 работы, выполняемые на высоте более 2 м, относятся к опасным производственным факторам. Аппараты, обслуживаемые на высоте, должны быть оснащены защитным ограждением. При невозможности устройства ограждений работы должны

выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

#### **5.1.2.6 Сосуды, работающие под давлением**

В соответствии с ПБ 10-115-96 к сосудам, работающим под давлением, относят герметически закрытые емкости для ведения технологических процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением распространяются на сосуды, работающие под давлением более  $0,7 \text{ кг/см}^2$ .

Сосуды, работающие под избыточным давлением, подлежат техническому освидетельствованию (наружному внутреннему осмотру каждые 2 года и гидравлическому испытанию раз в 8 лет).

На каждый сосуд, работающий под давлением, на видном месте должна быть прикреплена металлическая пластина с нанесёнными клеймами следующих паспортных данных:

- наименование или обозначение сосуда;
- рабочее давление, МПа ( $\text{кг/см}^2$ );
- расчётное давление, МПа ( $\text{кг/см}^2$ );
- давление при гидроиспытании, МПа ( $\text{кг/см}^2$ );
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки,  $^{\circ}\text{C}$ .

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуды должны быть оборудованы приборами контроля давления и температуры среды, предохранительными клапанами, запорной арматурой.

## 5.2 Экологическая безопасность

Подготовка нефти это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

### Защита селитебной зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

– промышленный объект четвертого класса – 100 м.

Так же в таблице 28 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [28].

Таблица 28 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по Сан-ПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

### Воздействие объекта на атмосферу

Основные источники загрязнения при подготовки нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного

нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [29]:

- Диоксид азота;
- Углерод черный (сажа); • Оксид углерода;
- Метан;
- Бензапирен.

Таблица 29 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338-03

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Безол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,3	0,1	2
Хлор	Cl <sub>2</sub>	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO <sub>2</sub>	0,5	0,1	3
Диоксины	C <sub>12</sub> H <sub>14</sub> C <sub>14</sub> O <sub>2</sub>	-	0,5 пг/м <sup>3</sup>	1
Оксид азота	NO <sub>2</sub>	0,085	0,04	2

### Воздействие объекта на гидросферу

Загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- Обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- Дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведением

их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [30].

### **Воздействие объекта на литосферу**

На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется около 26-30 т. твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды.

Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [31].

Таблица 30– Утилизация твердых отходов [26].

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка	Постоянно. Чистка и вывоз	Вывоз на специально отведенное
	контейнерами для сбора отходов.	установки в период ремонта и чистки оборудования.	
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре отдельно (тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Пионерном ООО «ТКС», с последующей передачей ООО «ТРАНССИБ» на демеркуризацию (обезвреживание)



Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер $V=0.7\text{м}^3$ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигидраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов [32].

В таблице 31 приведены возможные аварийные ситуации и osoby устранения.

Таблица 31 – Возможные виды аварийного состояния производства  
и способы их устранения [10]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрывопожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи;
		2. Включение звуковой авт.
		3. Перекрыть подачу теплоносителей. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в арматуре и	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры и	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки;
		2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования(если не возможно устранить по другому)
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
		Сообщить начальнику цеха или мастеру установки;
		Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	Подать у пара на паровую завесу печей.
		Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	1. Поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР;
		2. Проверить работу регуляторов

Унос нефти на УОГ	1 Превышение уровня нефти аппарате Т-400	1. Отрегулировать уровень нефти в аппарате Т-400 в соответствии с НТР. 2. Проверить работу отсечного
Повышенная вибрация насоса	1.Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2.Засорен фильтр входного трубопровода; 3.Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

### Первичные средства пожаротушения

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломami, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [10].

Таблица 32 – Санитарные характеристики зданий, помещений и наружных установок [10].

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок (СП12.13130.2009)	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны	Средства пожаротушения

Площадка технологическая	АН	2-й класс (В-1г)	Пожарные гидранты
Насосная внутренней перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Насосная магистральной перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Резервуары нефти	АН	2-й класс (В-1г)	Кольца орошения
Пункт нефтеналива	АН	2-й класс (В-1г)	1.Автоматическое паротушение;
Площадка печей ПТБ	АН	2-й класс (В-1а)	1.Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция); 2. Паровая защита
Операторная	ВЗ	П-Па	Огнетушители порошковые; Огнетушители углекислотные

#### 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.

2. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

3. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [32].

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым

на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870.

В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [32].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современной промышленности для разрушения водонефтяных эмульсий широко применяются химические реагенты. Процесс отделения воды будет лучше протекать, если эффективно пройдет процесс разрушения бронирующей оболочки с дальнейшей коалесценцией капель воды. Поэтому, для более качественного обезвоживания используются деэмульгаторы.

Анализ литературных источников показал, что универсальных теоретических зависимостей, учитывающих влияние концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение, практически не существует.

В литературе были найдены экспериментальные значения (табл. 1-3) и обработаны в программе Excel. В результате были получены функциональные зависимости (рис.5-8) влияния химического реагента на межфазное натяжение.

На основании полученных зависимостей разработан блок программы и модернизирована программа расчета на алгоритмическом языке Pascal.

В результате расчета по модели были получены зависимости поверхностного натяжения на границе нефть-вода и максимального размера капель (при разных диаметрах трубопровода) от концентрации деэмульгатора Диссолван 4411, из которых следует, что при увеличении концентрации химического реагента с 0,001 до 0,005 % масс поверхностное натяжение уменьшается с 28,5 до 19,5 мН/м (рис. 9) , а максимальный размер капель при  $d_{тр}=0,417$  м с 0,09 см до 0,05 см, при  $d_{тр}=0,3$  м с 0,018 см до 0,01 см, при  $d_{тр}=0,26$  м с 0,009 см до 0,005 см (рис.10).

Было проведено исследование влияния таких технологических параметров, как расход нефти и диаметр трубопровода при двух концентрациях, на процесс каплеобразования. Результаты исследования показывают, что с увеличением расхода нефти от 300000 кг/ч до 600000 кг/ч происходит уменьшение максимального диаметра капли при  $C=0,002$  % масс с 0,45 см до 0,08 см , а при  $C=0,005$  % масс с 0,3 см до 0,05 см (рис.11).

При изменении диаметра трубопровода от 0,26 м до максимального 0,417 м диаметр капли уменьшается при  $C=0,002$  % масс с 0,014 см до 0,22 см, а при  $C=0,005$  с 0,014 см до 0,142 см (рис12).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Щвецов В.Н. Интенсификация процесса деэмульсации нефти использованием электрокоалесценторов с перфорированным экраном: дис. кандидат технических наук Казанского государственного педагогического института, Казань, 1985.
- 2 Технология нефти: подготовка нефти к переработке: учебное пособие / М. В. Стародуб [и др.]. – Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2011. – 120 с.
- 3 Левченко Д.Н и др. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – М.:Химия, 1967. – 200 с.
- 4 Газизов А.Ш., Газизов А.А., Никифоров А.И., Никифоров Г.А., Муслимов Р.Х., Бахтеев Р.Х. Научно-технические основы создания энергосберегающих технологий для наращивания ресурсной углеводородной базы нефтотдачи пластов / Нефтепромысловое дело. – 4/2010. – С.10-20
- 5 Исмаилов Ф.С. Новый композиционный деэмульгатор для подготовки нефти / Нефтепромысловое дело. – 9/2010. – С.27-30.
- 6 Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов – 3-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 319 с.
- 7 Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б., Зобнин А.А., Ташбулатов И.А. Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазоводоразделителях с подогревом продукции / Нефтяное хозяйство. – 5/2012. – С.96-99
- 8 Борисов А.Г., Сингизова В.Х., Крестелева И.В., Каштанова Л.Е., Мостобоев А.В. Подбор эффективных деэмульгаторов для условий кустового сброса воды на Ново-Киевском нефтяном месторождении / Нефтепромысловое дело. – 2/2012. – С.48-52
- 9 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть [21.05.18]
- 10 Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д., Рудина М.Г. Справочник нефтепереработчика: Справочник – Л.:Химия, 1986. – 648 с.
- 11 Пат. 2359994 Российская Федерация, МПК C10G33/04. Способ деэмульгирования нефти бинарным деэмульгатором / Рогалев М. С., Магарил



Р. З.; Патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет". – № 2008113685/04; заявл. 07.04.2008; опубл. 27.06.2009, Бюл. № 18. – 6 с.

12 Пат. 2294956 Российская Федерация, МПК C10G33/04. Способ подготовки нефти с повышенным содержанием механических примесей / Гумеров А. Г., Карамышев В. Г., Ходжаев В.В.; Патентообладатель: Государственное унитарное предприятие "Институт проблем транспорта энергоресурсов" ГУП "ИПТЭР". – № 2005128013/04; заявл. 07.09.2005; опубл. 10.03.2007, Бюл. № 7. – 6 с.

13 Плохова С.Е., Саттарова Э.Д., Елиндинский А.А. Изучение поверхностных свойств композиционных реагентов. Вестник Казанского технологического университета, 2013. – С. 167-169.

14 Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов / В. П. Тронов. – Казань : ФЭН, 2002. – 512 с.

15 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р.

16 Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования».

17 ГОСТ 31378-2009. Нефть. Общие технические условия.

18 ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

19 ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

20 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

21 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Санитарно-эпидемические требования к физическим факторам на рабочих местах.

22 СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемические требования к физическим факторам на рабочих местах.

23 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

24 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

25 Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.

26 Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»»).

27 РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.

28 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

29 ГН 2.1.6.1338-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

30 ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

31 Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.

32 ГОСТ Р 22.9.22-2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### {Расчет поверхностного натяжения, Дин/см}

{аппроксимация экспериментальной зависимости межфазного натяжения на гр. нефть-вода от массового содержания диссолюта 4411}

{[sig]=1Дин/см=0.001Н/м}                      {1Дин=0.00001Н}

{sig:= exp(-wr0); writeln(ff2, 's==', s:12);

SIG:=1000/(19648,7-19589\*EXP(-wr0));

{sig:= -1e-5\*wr0\*wr0\*wr0\*wr0+7e-4\*wr0\*wr0\*wr0+1,02e-2\*wr0\*wr0-1,2747\*wr0+77,107;};

SIG:= 78733\*wr0\*wr0 – 2745,8\*wr0+31,213;

SIG:= 21442\*wr0\*wr0 – 1654,6\*wr0+73,389;

SIG:= 25347\*wr0\*wr0 – 1755,7\*wr0+69,747;

SIG:= 5586,5\*wr0\*wr0 – 568,55\*wr0+60,612;

writeln ('SIG=',SIG:10:4);

end.